



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### CUADRAGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 18:22 horas del día 17 de agosto del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y a través de un medio remoto de audio el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, y la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Primera Sesión Extraordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0543/2017, de fecha 16 de agosto de 2017, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

Debido a que en esta ocasión no podía estar presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Comisionado Presidente designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.

A continuación, la Comisionada Porres preguntó a la Secretaria Ejecutiva, sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Alma América Porres Luna declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, en los siguientes términos:

### Orden del Día

#### I.- Aprobación del Orden del Día

#### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Opinión sobre el modelo de contratación para la migración de las Asignaciones AE-0077-M-Cinturón Plegado Perdido-03, AE-0082-2M-Cinturón Plegado Perdido-08 y AE-0110-Cinturón Plegado Perdido-09 a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

#### II.- Asuntos para autorización

##### II.1 Opinión sobre el modelo de contratación para la migración de las Asignaciones AE-0077-M-Cinturón Plegado Perdido-03, AE-0082-2M-Cinturón Plegado Perdido-08 y AE-0110-Cinturón Plegado Perdido-09 a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada Ponente.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva. Si me permiten compañeros Comisionados, quisiera presentar el proyecto en general y si por favor nos ponen la presentación en la primer lámina por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Quisiera presentarles la solicitud la cual nos mandó la SENER el 14 de agosto del 2017, en donde nos pide una opinión sobre el modelo de contratación que ellos proponen de tipo licencia para la migración de las asignaciones AE-0077-M-Cinturón-Plegado-Perdido-03, AE-0082-2M-Cinturón-Plegado-Perdido-08 Y AE-0110-M-Cinturón-Plegado-Perdido-09. Es conocido como el bloque Nobilis-Maximino. La que sigue.

La ubicación de estas asignaciones que están a migrar – la siguiente por favor – está como se presentó en las sesiones pasadas ubicada en el Golfo de México frente al litoral del Estado de Tamaulipas en el área de Perdido y está más o menos entre tirantes de agua entre 2,500 a 3,600 metros. Dentro de estas áreas de asignación están ubicados algunos descubrimientos ya realizados por Pemex, en donde básicamente se han encontrado tanto aceite como gas en algunos campos ya descubiertos que son Nobilis, Maximino, Supremus y Mirus, que se encuentran en esta situación. Aquí está Mirus, acá está Maximino, aquí está Nobilis y hay alguna ubicación ya de alguna oportunidad que tiene ahí ubicada Pemex. La siguiente por favor.

Y se han ubicado ya nueve pozos perforados en estas asignaciones, de los cuales solamente dos resultaron improductivo, que fueron Maximino-101 y Maximino -2001. Y en todos los demás hubo algunos descubrimientos, en donde han encontrado básicamente aceite y gas en los últimos años desde el 2012 hasta el 2017, en donde aquí están en esta lámina mostrados los principales pozos perforados con sus descubrimientos. Yo pediría aquí al maestro Alfonso Reyes, Director General de Asignaciones y Contratos de Exploración, si nos hace el favor de explicar el análisis que se hizo dentro de su área tanto de la parte de Dirección de Asignaciones y Contratos como del área jurídica.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE EXPLORACIÓN, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- Muchas gracias Comisionada. Si pasamos a la siguiente lámina, gracias. Las Direcciones Generales emiten esas opiniones técnicas en donde consideran que el modelo de licencia es el más adecuado por los siguientes elementos que se presentan a consideración. Esos elementos se dividieron en cuatro aspectos principales, que son aspectos técnicos, económicos, de flexibilidad operativa y de comercialización. Respecto de los aspectos técnicos, se



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

observó que existe un éxito exploratorio bastante importante en la zona por parte de Pemex, por lo cual se estima que en conocimiento geológico del área es bastante importante y que la empresa productiva del Estado tiene un dominio adecuado de las tecnologías de exploración, lo cual se ha reflejado en el éxito mencionado. Derivado de las actividades que ha realizado Pemex, que es la perforación de estos nueve pozos y de los estudios sísmicos en el área que abarcan más del 90% del bloque, se considera que la información geológica-geofísica es aceptable en la zona.

Los descubrimientos realizados en el área contractual se consideran que también son consecuencia de un elevado potencial de la zona de Perdido, tal cual como se mencionó en la opinión de migración en su momento por la CNH, así como lo comentó la Comisionada. Incluso se consideran oportunidades adicionales en el bloque. Esto consideramos que indica que el riesgo geológico en esta área o en este bloque de Nobilis-Maximino es considerablemente menor a otras zonas de aguas profundas en los cuales no existen pozos y la información es escasa. No obstante, lo anterior, también es importante mencionar que el desarrollo de campos en aguas profundas involucra la aplicación de tecnologías de punta que están en constante desarrollo a nivel internacional. En México actualmente no contamos con campos desarrollados en aguas profundas, por lo tanto, se considera que esas tecnologías no están 100% maduras a nivel nacional.

Además de que la opinión de migración que emitió la Comisión, se manifestó que PEP – la empresa productiva del Estado – requiere complementar sus capacidades técnicas mediante la asociación con operadores que tengan probada experiencia en el desarrollo en campos en aguas profundas y ultra profundas, que de hecho es el motivo de la migración mediante un farm out o una asociación. A pesar de que la empresa productiva mediante este proceso de licitación logre asociarse con una empresa que tenga las capacidades técnicas y operativas adecuadas, se considera que el riesgo inherente a los proyectos d aguas profundas, riesgo técnico y operativo, es elevado. Por lo tanto, se considera que el modelo de contratación más adecuado en estos términos es el de licencia, porque en este modelo es el contratista quien asume estos riesgos y no los comparte con el Estado totalmente.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



Respecto a los aspectos técnicos, se observa que en esta zona (en Perdido y en aguas profundas en general) no existe actualmente desarrollo de campos, por lo tanto, no existe infraestructura de producción cercana al área. En la opinión de migración que la Comisión emitió en su momento se comentó que PEP indica que aproximadamente el desarrollo integral de este bloque necesitaría o requeriría la inversión mayor a 10,000 millones de dólares. Con estas inversiones tan elevadas, se requiere que el operador pueda tomar las decisiones económicas de una forma oportuna para poder asegurar la viabilidad del proyecto. Y dado que en un contrato de licencia no existe recuperación de costos, y por lo tanto no se aprueban presupuestos, se considera el modelo más viable para que el contratista pueda tomar las decisiones conforme el proyecto lo exija.

Respecto de la flexibilidad operativa se comenta que en un contrato de licencia, dado que tampoco se aprueban programas de trabajo, el contratista tiene mayor flexibilidad para tomar las decisiones técnicas y operativas que le permitan la aplicación adecuada de las tecnologías en función de los requerimientos de este tipo de proyectos que son bastante especiales. En un contrato de licencia, dado que no existe recuperación de costos, las actividades de administración también se reducen en beneficio tanto para el Estado como para el contratista. Es importante mencionar que esta flexibilidad operativa no reduce el control del Estado en términos de aprobación de planes, ya sea de exploración o de desarrollo para la extracción, y de la misma forma el Estado mantiene sus atribuciones de supervisión respecto de las actividades petroleras que realice el operador.

Y, con respecto a la comercialización, también se observa que en un contrato de licencia las contraprestaciones que recibe el Estado son en efectivo y no en especie. En estos términos, el Estado no comparte riesgos o no presenta riesgos y costos asociados a la comercialización. Es por esos elementos por los que las áreas técnicas consideramos que el modelo de licencia es el más adecuado para el bloque Nobilis-Maximino. La siguiente por favor.

La opinión de la Dirección General de Contratos establece que el modelo de contrato de licencia es legalmente viable en virtud de que se encuentra previsto en el transitorio cuatro del Decreto de la Reforma Constitucional en Materia de Energía en donde se establecen cuatro modelos de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

contratación, los cuales son: Servicios, utilidad compartida, producción compartida y licencia. Esta opinión se basa en la normatividad aplicable que incluye el artículo 31 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, por lo que se a la solicitud de la opinión, al artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos, que hace referencia al modelo de contratación y al título segundo de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, que hacen referencia a las contraprestaciones. La siguiente por favor.

En resumen, la opinión legal establece que el modelo de contratación de licencia para la migración de las asignaciones AE-0077-M-Cinturón-Plegado-Perdido-03, AE-0082-2M-Cinturón-Plegado-Perdido-08 Y AE-0110-M-Cinturón-Plegado-Perdido-09 a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos propuesto por la SENER se encuentra previsto en el Decreto de la Reforma Constitucional en Materia de Energía, en la Ley de Hidrocarburos y en su Reglamento, así como en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, por lo que resulta procedente en términos jurídicos.

La opinión técnica indica que el modelo de contratación de licencia propuesto por la SENER para la migración de las asignaciones en comento a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos es viable y representa la opción que ofrece las mejores condiciones al Estado considerando las características técnicas, operativas y administrativas. De parte de nosotros es todo Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La que sigue por favor. Desde el punto de vista de la ponencia, bueno, se tomaron simplemente un resumen de las consideraciones que se han mencionado y como principales:

El contratista podrá adaptarse oportunamente a las condiciones dinámicas de la industria, ya que en un contrato de licencia no existe recuperación de costos y por lo tanto no se requiere la aprobación previa de los presupuestos. Un segundo punto que consideramos importante es de que en un contrato de licencia las contraprestaciones del Estado son en efectivo y no en especie, por lo que este no asume los riesgos y los costos asociados a la comercialización de los hidrocarburos. Y la flexibilidad operativa que brinda un contrato de licencia no le resta al Estado el control sobre la aprobación de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción. El conocimiento geológico de este bloque, derivado de las



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

actividades exploratorias realizadas a la fecha, aunado con la modalidad de contratación de licencia, incentiva la participación de las empresas al proceso de licitación. Y hay un punto muy importante que, a efecto de mantener la congruencia y la igualdad con las áreas colindantes que ya tenemos en las diferentes Rondas e inclusive en el otro bloque migrado de Trión y ya licitado como farm out, resulta conveniente que el modelo de contratación sea similar y así facilite las sinergias a mediano y largo plazo.

Por lo tanto, la que sigue por favor. Por las consideraciones anteriormente expuestas y en virtud de las cuales se observa la viabilidad del modelo de contratación de licencia para el procedimiento de migración de las asignaciones mencionadas de estos bloques de Nobilis-Maximino a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, la suscrita propone al Órgano de Gobierno de la Comisión emitir opinión favorable al modelo de contratación propuesto por la Secretaría. Esta sería básicamente la propuesta que tenemos. ¿Algún comentario? ¿Si? Por favor Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias doctora. Yo no solamente estoy a favor de la propuesta de la ponencia para el modelo de contrato de esta migración, sino que además me parece que cada vez podemos incluir mayores razones y argumentos para considerar que el modelo de licencia en materia contractual es el más adecuado para este tipo de áreas. Y yo diría para todo tipo de áreas contractuales de las licitaciones que estamos llevando a cabo. ¿Por qué digo esto? Porque conforme vamos avanzando en la administración de los contratos, nos estamos dando cuenta de los beneficios del tipo contrato licencia a diferencia del tipo de contrato producción compartida. La diferencia básica entre estos dos – todos los presentes lo saben – es la forma en la que se nos entregan los hidrocarburos que son la contraprestación que tiene que entregar el contratista. Por un lado, la producción compartida implica que se nos entreguen el porcentaje de la contraprestación en especie y después de ello nosotros, por conducto del comercializador que tenemos contratado o el que contrataremos a partir de 2018, se tiene que realizar la comercialización. Este mismo proceso genera una serie de complicaciones de carácter administrativa y de carácter de cargas tanto presupuestales como de supervisión que hacen un tanto complicado el proceso.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En cambio, este otro sistema que es el de licencia implica un riesgo que, como decía nuestro Director General y comentaba también en su ponencia la doctora Alma América, nos lleva a que todo el riesgo lo tenga el contratista por una parte. Y por otra parte el contratista está obligado de forma natural a generar eficiencias porque no tiene recuperación de costos obviamente sus inversiones las tiene que eficientar para obtener mayores utilidades, porque a nosotros lo que nos entrega es una proporción del hidrocarburo extraído ya sea crudo o gas, independientemente de sus inversiones e independientemente de su utilidad. Si no, nos entrega esa proporción en relación con la producción bruta que se realice.

Sin embargo, tiene una cuestión que es para donde quiero apuntar mi participación. Tiene un problema este tipo de contrato, que en una situación de emergencia energética el país no está previendo que en una situación específica el hidrocarburo en su totalidad sería dispuesto al 100% por el contratista, que es una empresa privada. Ese es el pequeño inconveniente que tiene este contrato. Por lo mismo, yo recomendaría que incluyéramos en la recomendación que vamos a hacer a la SENER que el contrato prevea una cláusula que en su contenido general diga centralmente lo siguiente: "Que en cualquier momento el Estado podrá solicitar al contratista que el pago de las contraprestaciones se realicen en especie". Es decir, de esta manera estaríamos salvando ese riesgo de que, ante una necesidad de que el Estado se quede con hidrocarburo en especie, pudiéramos disponer de él, independientemente de que se trate de un contrato licencia. Esto es posible debido a que la Ley de Ingresos de Hidrocarburos permite que se haga una combinación de los tipos de contrato que la misma Ley y la Constitución establece. Entonces ese sería el fundamento y esa sería la propuesta en concreto. A favor de la ponencia en los términos en los que se está presentando y agregaría yo la recomendación a este Órgano de Gobierno que incluyéramos esta propuesta de cláusula para solicitarle a SENER que la considere y en su caso la incluya en el contenido del proyecto de contrato que contendrán las bases de esta licitación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. ¿Sí estamos de acuerdo?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Si, claro.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionado? ¿Algún comentario Comisionado Moreira?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, yo nada más quisiera decir que estoy totalmente de acuerdo con el comentario del Comisionado Acosta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Si no hay algún otro comentario pediría a la Secretaria Ejecutiva que lea el acuerdo por favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Incluyendo el comentario del Comisionado Acosta.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente Acuerdo:

### **ACUERDO CNH.E.41.001/17**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 29, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso e., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y en atención a la solicitud de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión favorable respecto de la propuesta de modelo de contratación de Licencia para el procedimiento de migración de las Asignaciones AE-0077-M-Cinturón Plegado Perdido-03, AE-0082-2M-Cinturón Plegado Perdido-08 y AE-0110-Cinturón Plegado Perdido-09 a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

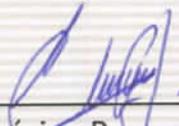


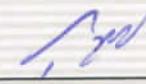
Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

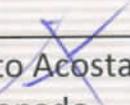
Asimismo, el Órgano de Gobierno acordó recomendar a la Secretaría de Energía que el contrato respectivo contenga una cláusula en la que se establezca que el Estado podrá solicitar en cualquier momento al contratista que el pago de las contraprestaciones se realicen en especie, de tal forma que se pueda cubrir una eventual necesidad de hidrocarburos por parte del Estado.

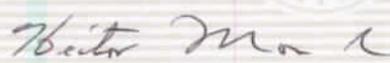
No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:44 horas del día 17 de agosto de 2017, la Comisionada Alma América Porres Luna dio por terminada la Cuadragésima Primera Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

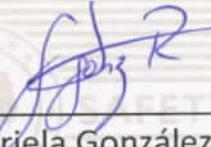
La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por el Secretario designado para esta sesión.

  
Alma América Porres Luna  
Comisionada

  
Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

  
Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado

  
Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

  
Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva